УДК: 551.242:004.4; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2020-5.025

# ОБ ОПТИМИЗАЦИИ АПСТРИМ В РК В КАЧЕСТВЕ ВОЗМОЖНЫХ ОТВЕТОВ НА ВЫЗОВЫ ВРЕМЕНИ

**А.М. ДАЛБАЕВ[1],**
исполнительный директор, председатель общества инженеров-нефтяников Алматы

**А.М. ЖУМАДИЛ[2],**
директор департамента геологии и разработки

**Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ[3*],**
технический директор, кандидат геолого-минералогических наук

[1]ТОО «КАРАТАУ КОНСАЛТИНГ»
Республика Казахстан, 050045, г. Алматы, пр. Аль-Фараби, 7, БЦ Нурлы-Тау (Блок 5А), 8 этаж, офис 159

[2]ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»
Республика Казахстан, 120014, г. Кызылорда, ул. Желтоксан, 12

[3]ТОО «RESERVOIR EVALUATION SERVICES»
Республика Казахстан, 050044, г. Алматы, ул. Ахмедиярова, 24

*Рассмотрены наиболее актуальные вопросы развития апстрим в РК с точки зрения геологии, бурения и разработки. Ввиду сложности освоения ресурсов УВ в предстоящем будущем, важно облегчить доступ к геологическим данным и максимально вовлечь геологическое сообщество в их анализ и обобщение. Рациональное использование данных предусматривает ремастеринг региональных профилей и обновление модели строения, в первую очередь Прикаспийской впадины, на основе современной переобработки и переинтерпретации. Значение своевременного анализа данных показано на трех конкретных примерах. Опыт бурения скважин диктует свои требования к контрактам, оборудованию, подготовке кадров, что выдвигает к рассмотрению ряд неотложных вопросов, представленных в работе. Одну из ключевых ролей в разработке играет объективность регистра-*

[3*]Автор для переписки. E-mail: nmatloshinskiy@gmail.com

*ции параметров и учета продукции. Правильное размещение скважин, эффективность которого показана на примере и разумное внедрение новейших достижений – это реальный шаг к высокой отдаче недр в современных сложных экономических условиях.*

***КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:*** *неструктурные объекты, современные средства прогноза, геологические данные, эффективность разведки, бурение, контракты, оборудование, специалисты, контроль, замерные устройства, датчики, дебиты, экономика.*

## АУ ТУРҚР АПРЕСТРІН ОПТИМИЗАЦИЯЛАЛЫ УАҚЫТТЫ ҚОҢЫРАУЛАРҒА МҮМКІН ЖАУАПТАРЫ

**А.М.ДАЛБАЕВ[1],** «КараТау Консалтинг» ЖШС, атқарушы директоры;
**А.М.ЖУМАДИЛ[2],** «KAZPETROL GROUP» ЖШС, геология және даму департаментінің директоры;
**Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ[3], «**RES» ЖШС, техникалық директор

[1]ЖШС «ҚАРАТАУ КОНСАЛТИНГ»
Қазақстан Республикасы, 050045, Алматы қаласы.,
Әл-Фараби дғ., 7, Нұрлы-Тау БО (Блок 5А), 8-қабат, 159-кеңсе

[2]ЖШС «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»
Қазақстан Республикасы, 120014, Қызылорда қаласы, Желтоксан көшесі, 12

[3]ЖШС «RESERVOIR EVALUATION SERVICES»
Қазақстан Республикасы, 050044, Алматы қаласы, Ахмедияров көшесі, 24

*Геология, бұрғылау және игеру тұрғысынан Қазақстан Республикасында ағынды сулар-ды дамытудың ең өзекті мәселелері қарастырылған. Болашақта көмірсутегі ресурстарын игерудің күрделілігін ескере отырып, геологиялық мәліметтерге қол жеткізуді жеңілдету және оларды талдауға және жалпылауға геологиялық қоғамдастықты барынша тарту маңызды. Деректерді ұтымды пайдалану аймақтық профильдерді қайта құруды және құрылым моделін, ең алдымен, Каспий маңы ойпатын қазіргі заманғы өңдеу мен қайта түсіндіру негізінде жаңартуды қамтамасыз етеді. Деректі талдаудың құндылығы үш нақты мысалда көрсетілген. Ұңғыманы бұрғылау тәжірибесі оның келісімшарттарға, жабдықтарға, оқытуға қойылатын талаптарын белгілейді, бұл жұмыста бірқатар өзекті мәселелерді алға тартады. Дамытудағы негізгі рөлдердің бірі – параметрлерді тіркеу мен өнімдерді есепке алудың объективтілігі. Тиімділігі мысалмен және соңғы жетістіктерді ақылға қо-нымды түрде іске асырумен көрсетілген ұңғымаларды дұрыс орналастыру – қазіргі күрделі экономикалық жағдайларда жер қойнауының жоғары өнімділігіне нақты қадам.*

***ТҮЙІН СӨЗДЕР****: Құрылымдық емес объектілер, заманауи болжау құралдары, геологи-ялық мәліметтер, барлау тиімділігі, бұрғылау, келісімшарттар, жабдықтар, мамандар, бақылау, өлшеу құралдары, датчиктер, шығындар деңгейі, экономика.*

## ABOUT OPTIMIZATION OF UPSTREAM IN RK AS A POSSIBLE ANSWERS OF TIME CALLS

**A.M.DALBAEV**[1], KaraTau Consulting LLP, Executive Director;
**A.M.ZHUMADIL**[2], KAZPETROL GROUP LLP, Director of the Department of Geology and Development;
**N.G. MATLOSHINSKIY**[3], RES LLP, Technical Director

[1]«KARATAU CONSULTING» LLP,
Republic of Kazakhstan, 050045, Almaty, Al-Farabi Ave., 7, Nurly-Tau BC (Block 5A),8th floor, office 159

[2]«KAZPETROL GROUP» LLP
Republic of Kazakhstan, 120014, Kyzylorda, Zheltoksan st., 12

[3]«RESERVOIR EVALUATION SERVICES» LLP
Republic of Kazakhstan, 050044, Almaty, Akhmediyarov st., 24

*The most topical issues of upstream development in the Republic of Kazakhstan from the point of view of geology, drilling and development are considered. In view of the complexity of the development of hydrocarbon resources in the future, it is important to facilitate access to geological data and to involve the geological community as much as possible in their analysis and generalization. Rational use of data provides for remastering of regional seismic lines, and updating the structure model, primarily the Caspian Basin, based on modern processing and reinterpretation. The value of timely data analysis is illustrated in three specific examples. The experience of drilling wells dictates its requirements for contracts, equipment, personnel training, which brings forward a number of urgent issues presented in the work. One of the key roles in the development is played by the objectivity of recording parameters and accounting for products. The correct placement of wells, the effectiveness of which is shown by example and the reasonable implementation of the latest achievements, is a real step towards high yield of subsoil in today's difficult economic conditions.*

***KEYWORDS**: Non-structural objects, modern forecasting tools, geological data, exploration efficiency, drilling, contracts, equipment, specialists, control, measuring devices, sensors, flow rates, economics.*

## ВВЕДЕНИЕ

Возможно, времена кризисов для того и приходят, чтобы оглянуться на пройденный путь и, осознав его достижения и недостатки, двигаться дальше, но уже с новым зарядом энергии. В нашей отрасли, как и в других, прогресс фиксируется в коллективном опыте. То есть в том, что воспринимается как данность, не вызывающая вопросов, как фундамент или надежное, не вызывающее никаких сомнений, основание. Коллективный опыт в деле разведки и разработки месторождений нефти и газа накапливается в научных и других публикациях, книгах, отчетах, проектах, а наиболее устоявшаяся его часть – в инструкциях, положениях, регламентах и других руководящих документах. Все это объединяется общим понятием «стандарты».

Сегодняшние наши стандарты – это совокупный советский опыт с изрядной долей новых веяний. На сегодня практически вся нормативная база обновлена и приведена в соответствие с велением времени. Иногда новые веяния приобретают причудливые формы, как, например, последняя инструкция о порядке составления отчетов, по которой результаты исследований вот уже насколько лет все пытаются затолкать в табличную форму. Но в целом отрасль в достаточной мере обеспечена регламентирующими документами, позволяющими ей функционировать.

Нормативная база задает лишь каркас, а уже от состояния нашего, отдельно взятого нефтегазового коллективного сознания, зависит содержание документов и работ. При получении права на недропользование будущий геологоразведочный процесс прописывается в проектных документах, без которых заключение контракта невозможно. Однако успех гарантирует не он, он лишь определяет тот необходимый

уровень проведения работ, который, при благоприятных обстоятельствах, может привести к открытию месторождений на контрактном участке. При неблагоприятных – открытия не будет и все понесенные затраты будут впустую. Что же может гарантировать успех в пределах отдельно взятого контрактного участка, если на нем есть УВ? Только одно – правильное проведение геологоразведочных работ на всех этапах. Это особенно важно, поскольку у каждого недропользователя, как правило, есть не более двух-трех попыток в виде пробуренных скважин с целью поисков УВ. Бурение «пустых» скважин очень быстро истощает оптимизм и желание вкладывать деньги в любой проект.

## О ГЕОЛОГИИ

Особенность настоящего времени в нефтегазовой отрасли заключается в том, что все, что легко можно было обнаружить, уже обнаружено. Главным образом речь идет о структурных ловушках, приуроченных к замкнутым или полузамкнутым, экранированным тектоническими нарушениями структурам. Фонд таких структур в основных нефтегазоносных бассейнах Республики практически исчерпан и поиски могут вестись в основном на комбинированные или неантиклинальные ловушки (НАЛ), которые относят к типу стратиграфических или литологических [1]. В молодых бассейнах, расположенных на обширных пространствах постпалеозойских платформ (Устюрт, Северный Торгай и др.), где осадочный юрско-меловой чехол не погружается ниже 2,5-3,5 тыс. м, структурных ловушек много, однако продуктивность можно связывать только с теми, которые находятся на путях миграции УВ, сформированных, по всей видимости, в палеозойских прогибах.

Еще одной очень важной особенностью настоящего времени является то, что сегодня геологоразведочная отрасль на нефть и газ как никогда раньше вооружена мощными техническими, технологическими и научными средствами для быстрого проведения успешных поисков УВ. Весь современный арсенал средств доступен и в нашей стране, где есть компании, обеспеченные самыми современными программными продуктами, и некоторые из них, к тому же, являются бизнес-партнерами ведущих западных компаний. То есть тот, кто собирается вложить средства в нефтяной бизнес, легко может заручиться мощной и надежной поддержкой на всем сложном пути поисков залежей УВ.

Однако это касается взгляда на суть вещей со стороны обычного недропользователя. С точки зрения специалиста, десятки лет занимающегося вопросами нефтегазоносности и думающего о дальнейшем поступательном развитии отрасли, ситуация выглядит таким образом, что становится все более очевидным – без вложения средств в общее изучение нефтегазоносности с целью выявления новых перспектив, дальнейшее развитие будет затормаживаться. Для того, чтобы добиться успеха в поисках месторождений нефти и газа в новых, да и старых бассейнах РК, нужно проводить соответствующие исследования, которые позволят прогнозировать новые потенциально перспективные объекты. Эти исследования должны проводиться широким кругом геологов, имеющих достаточный опыт, поскольку в условиях неоднозначности коллективное видение может гарантировать избежание серьезных

дорогостоящих ошибок. Для этого геолого-геофизические данные должны быть открытыми на самом деле, а у нас это только декларируется.

И хотя у нас никого за публикации тех или иных данных к ответственности пока не привлекали, потенциально такая возможность остается. Наш закон о недропользовании (Кодекс о недрах и недропользовании, 2017) и сопутствующие подзаконные акты, как, например, «Правила учета, хранения, систематизации, обобщения и предоставления информации…» не содержат никакой регламентации по части использования геологической информации для научного анализа и обобщения. Ими не предусматривается свободный доступ научной геологической общественности ко всей совокупности геолого-геофизических данных. Например, возможность работы в фондах по изучению фактических и отчетных данных или открытие фондовых отчетов в интернете для всех, кто готов отвечать определенным требованиям (их еще нужно сформулировать).

Геологические данные добываются дорогой ценой и, в случае успеха, они оплачиваются из нашей казахстанской нефти. Если в каждом конкретном случае скрывать полученные факты от геологического сообщества, то это означает – по нескольку раз платить за одно и то же. При всей рыночной стоимости геологической информации она ничего не стоит без правильного геологического толкования. И кто, как не Государство, которому недра принадлежат по Конституции, несет ответственность за надлежащее ее толкование, отвечающее самым последним требованиям времени. Этого никогда не будет, если все отдать на откуп какой-то отдельной группе специалистов, отстранив от важного процесса изучения геологии и перспектив недр геологическое сообщество.

Да, при открытом доступе к геологической информации у части недропользователей повысится успешность за счет информации, добытой другими недропользователями. И это правильно, поскольку именно в этом, в повышении успешности, заинтересовано само Государство, которое, по определению, все затраты, кроме неуспешных, будет возмещать открытой нефтью, то есть нашими с вами богатствами.

Пока у нас отсутствуют серьезные обобщения, аналитические сводки по разным бассейнам, месторождениям и участкам. Те, что где-то лежат на полках, как например, результаты нашумевшего изучения бассейнов, не в счет, если к ним нет доступа. Вся работа по изучению фактических данных пока, таким образом, сводится к энтузиазму отдельных представителей геологической общественности, поскольку производственные работы сервисных компаний широкой общественности опять-таки недоступны. Если здесь ничего не поменять и продолжать в таком ключе и дальше с сугубо рыночным отношением к геологической информации, рассматривая ее только как составной элемент купли-продажи в области недропользования, то развитие отрасли в РК может застопориться.

Для иллюстрации важности изучения данных ГРР с разным уровнем обобщения для оптимального управления процессом ГРР приведем несколько примеров, два из которых – по литературным источникам.

Поиски залежей в франских рифах Оренбургской области является ярким примером успешности ГРР при использовании современных средств и возможностей. Здесь в девяностые годы была случайно установлена залежь нефти в Западно-Рыб-

кинском франском рифе при бурении на среднедевонские терригенные отложения [2]. Дальнейшие поиски подобных залежей с помощью сейсморазведки 2Д к особому успеху не привели. Только в 2015-2018 гг., после проведения сейсморазведки 3Д, было успешно выявлено и разбурено более 20 локальных рифов из общего числа более трех десятков (*рисунки 1 и 2*). Рифы, являясь неплохими резервуарами с кавернoво-поровыми коллекторами, содержат залежи нефти, дебиты которых в скважинах достигают 150-300 т/сутки. Компания «Оренбургнефть», проводящая эти работы, существенно поправила состояние добычи.

*Рисунок 1* **– Рыбкинская группа франских рифов. Структурная карта кровли воронежского горизонта (Никитин и др., 2017)**

1 – Скважины: а – старый фонд, б – новые; 2 – Рифы: развитие гидротермокарста по керну: а) интенсивное б) слабое; 3 – Положение профиля и разреза на *рисунке 2*.

В этом примере важный урок заключается в том, что для каждого типа ловушек всегда есть свои, отвечающие решению задачи, методы. В данном случае таким методом оказалась сейсморазведка 3Д и качественная интерпретация данных, опираясь на ранее полученные результаты (Западно-Рыбкинский риф).

*Рисунок 2* – Временной сейсмический (вверху) и геологический (внизу) разрезы через группу франских рифов [2]

Обращает внимание обширная литература, посвященная этим рифам, в которой они рассматриваются с самых разных позиций – особенности строения, история формирования, строение резервуара, развитие различных видов карста и их влияние на коллекторские свойства и т. д. [2, 3, 4]. Очевидно, что в каждом конкретном случае нужно вести активный поиск тех методов, которые в максимальной степени отвечают решению задачи поисков объектов. При этом важно не забывать о тщательном изучении выявленных объектов, которые при таком подходе сами уже становятся предвестниками будущих новых открытий.

Другой пример касается Восточной, узбекской части Устюрта. На *рисунке 3* показаны тектонические элементы Восточной части Устюрта и ее нефтегазоносность.

*Рисунок 3* – **Схема перспектив газоносности юрских отложений Восточного Устюрта (по В.В. Рыбальченко, 2012) [5]**

Многолетние поиски залежей в пределах структурных ловушек здесь привели к тому, что было установлено два нефтегазоносных района – один, тяготеющий к Судочьему прогибу, где было выявлено 15 месторождений, как в самом прогибе (10), так и на прилегающих поднятиях (Куаныш-Коскалинский вал). Второй район, где выявлено два месторождения газа с небольшим содержанием конденсата – Шахпахтинская ступень на юге [5].

Несмотря на то, что была выявлена пространственная приуроченность нефтеносных структур к Судокскому и Ассакееуданскому прогибам, после 2006 года была предпринята попытка поисков залежей в пределах структур, примыкающих к Кульбайско-Аторбайскому прогибу и другим мульдам. Считалось, что эти прогибы имеют строение, аналогичное прогибам, контролирующим залежи. Было разбурено более десятка поднятий, однако новых залежей выявлено не было, и только в пределах Шахпахтинской ступени было открыто новое месторождение газа с небольшим содержанием конденсата (Джел).

Отсутствие надежного представления о генерации и аккумуляции УВ привело к непроизводительным затратам, в то время как современные геохимические анализы УВ могли бы оказать существенную помощь в понимании процессов нефтегазообразования и позволили бы сосредоточить работы там, где генерация и миграция УВ действительно происходили. Для нас изучение опыта соседей по освоению перспектив нефтегазоносности обширных молодых постпалеозойских платформ, одним из которых является Устюрт, имеет немаловажное значение, поскольку именно ими придется заниматься в будущем для выявления новых нефтегазоносных бассейнов.

Третий пример приводится по материалам из отечественной практики ГРР. На одной из площадей надсолевого комплекса Прикаспийской впадины в результате активных ГРР частным недропользователем было выявлено небольшое месторождение легкой нефти в южной части, быстро истощившееся в ходе промышленной эксплуатации, и залежь неподъемной вязкой нефти – в северной части площади. Была проведена сейсморазведка 3Д, по результатам которой также было пробурено несколько скважин, исчерпав последние очевидные структурные объекты в разных частях купола. Залежей выявлено не было и возник вопрос, что же делать дальше, есть ли вообще перспективы на данном контрактном участке, расположенном вблизи других участков, известных своей нефтеносностью.

Дело казалось практически безнадежным, когда компания, сменив владельца в ходе оптимизации работ по активу, обратилась в ТОО «RES». Работы по пересмотру перспективности актива были начаты с переобработки сейсмических материалов на новом уровне с использованием самых последних программных разработок компании CGG – мирового лидера в области сейсмических исследований и бизнес-партнера ТОО «RES».

Переобработка материалов показала, что в данных условиях с помощью динамического анализа можно прогнозировать характер насыщения триасовых песчаников. На *рисунке 4* представлены результаты сравнения новой переобработки (слева) со старой (справа), на которых видно, что новая переобработка позволила получить очень хорошее отражение от маленькой, практически выработанной залежи.

Далее было проведено седиментологическое изучение керна и каротажа, показавшее, что триасовые песчаники формировались в условиях флювиальной системы, где развиты обширные аккреационные комплексы, представленные тонким чередованием глин и мелкозернистых песчаников. Совместный анализ полученных результатов с сейсмическими данными позволил на участке развития тяжелой нефти установить характерные геотела, позволившие спрогнозировать в них развитие тектонически экранированных залежей легкой нефти (*рисунок 5*). В итоге было рекомендовано и пробурено пять новых скважин, вскрывших залежи легкой нефти, дебит которой в первой скважине достигал 100 м$^3$/сутки.

*Рисунок 4* – **Сравнение переобработки в RES (слева) и предыдущей обработки (справа), где залежь, вскрытая скважинами, слабо выражена и могла быть пропущена**

На будущее ГРР в республике можно смотреть с осторожным оптимизмом [1, 6, 7], хотя есть ряд первоочередных шагов, которые необходимы для придания более динамичного характера освоению новых ресурсов. Первым среди них видится пересмотр с новых позиций региональных данных по Прикаспийской впадине с переобработкой по технологии глубинной миграции до суммирования старых региональных профилей [8]. Эти работы намечены в составе первого этапа проекта «Евразия», есть надежда, что они будут выполнены в полном объеме. Что касается изучения строения и перспектив конкретных контрактных участков, то здесь, конечно, инициатива в руках недропользователей. Естественно, это даст результаты только в том случае, если недропользователи понимают важность такого изучения. Здесь больше всего уместна поговорка «Семь раз отмерь, один раз отрежь!». Нет смысла в сотый раз убеждать недропользователей, что прежде, чем бурить скважину,

*Рисунок 5* – **Положение продуктивных скважин (красные кружки) на участке с залежами тяжелой нефти. На врезке карта атрибута RMS-амплитуды с выделенными геотелами, в которых прогнозировались залежи легкой нефти**

нужно самым тщательным образом изучить все имеющиеся материалы и только после этого принимать решение о бурении. На этом пути есть опасные ловушки, заключающиеся в том, что наших знаний всегда недостаточно для принятия однозначного решения, опираясь на формальную логику. Для принятия правильного решения необходим оптимистичный взгляд на вещи и упорство в достижении цели [8]. Движение к ней может быть постепенным с постоянным наращиванием знаний как за счет привлечения дополнительных данных, в том числе дополнительного изучения, так и за счет генерации новых знаний в результате тщательного изучения имеющихся материалов.

Выработка нового понимания – это то, чем отличаются настоящие работы по интерпретации от формальных с их белым шумом за счет приведения сведений, почерпнутых из руководств. Эти сведения интересны сами по себе и этим притягательны, но они ничего не добавляют в выработку решения задачи, стоящей

перед данным проектом. Иногда они решение задачи только отодвигают, а иногда просто его губят. Как любая мимикрия, так и мимикрия под исследования, ничего полезного в себе для реального изучения не несет. Выбор, как и весь риск, всегда за недропользователем, но наш долг хотя бы показать ему критерии такого выбора, а они в первую очередь заключаются в реальных результатах рекомендуемых методов, полученных на предыдущих этапах.

## О БУРЕНИИ

Сегодня геологи прогнозируют будущие открытия новых залежей нефти и газа на больших глубинах – 5000-7000 метров и глубже. Строительство скважины происходит в земной осадочной толще глубоко под землей и в его процессе решается множество разных задач, нередко нестандартных и новых с инженерных позиций. Никто не может точно ответить, что происходит на глубине и только большой многолетний опыт и точный инженерный расчет позволяют находить правильные решения. Строительство нефтегазовых скважин – это очень финансовоемкий, высокотехнологичный и сложно организуемый бизнес, представляющий собой длительный строительный комплексный процесс, где много различных организационных проблем со сложными инженерными решениями, логистикой, экологическими и другими вопросами. Строительство скважин сопряжено с высокой социальной ответственностью, связанной с человеческими ресурсами.

Для успешного строительства необходимо регулярно готовить высококвалифицированные инженерные кадры и буровиков, владеющих современными методами организации буровых работ и технологиями, в составе недропользователей-операторов. Именно недропользователи, как владельцы скважин и всех основных средств на месторождениях, в первую очередь должны быть первоклассными менеджерами-профессионалами, заинтересованными в качественной и экономичной отдаче от этих средств на многие годы вперед.

***Предлагается обратить внимание на комплекс следующих вопросов.***

1. Проектирование скважин одно из слабых звеньев процесса их строительства. Проектные работы должны отвечать сегодняшним требованиям, но, к сожалению, они во многом оставляют желать лучшего. Проектным организациям необходимо и дальше работать над усовершенствованием «Проектов строительства скважин…», согласно современным требованиям, с тем, чтобы все возможные проблемы и осложнения были тщательно проанализированы, что называется «на берегу», до начала работ и были предусмотрены все варианты развития событий, без долговременных простоев в ожидании того или другого необходимого оборудования или материалов.

2. Необходимо улучшить тендерные процедуры, чтобы они позволяли недропользователям быстро и без проволочек получать с рынка лучшее для пользы дела.

3. Отработать разные виды типовых контрактов строительства скважин: по операционной (суточной) ставке, по метру проходки, «под-ключ» и т. д.

4. Шире внедрять раздельный сервис при строительстве скважин, организованный недропользователем-оператором.

5. Недропользователям необходимо регулярно готовить инженеров и руководящий персонал буровиков, менеджеров-организаторов строительства скважины. Это

касается не только мастеров, но и бурильщиков, помбуров, электриков, механиков для работы на современных буровых установках, оснащенных высокотехнологичным электрическим и гидравлическими оборудованием с электронной системой управления.

Особенно настоятельно рекомендуется внедрять раздельный сервис в буровые работы. АО «Казмунайгаз» уже на протяжении нескольких лет внедряет раздельный сервис в организацию буровых работ на собственных месторождениях. Только еще местами имеющийся недостаток обученных специалистов буровиков с опытом организации работы с раздельным сервисом в компаниях-операторах (недропользователи) и административные препоны не позволяют в полной мере повсеместно получать хорошие результаты.

Бурение и ремонт скважин «под ключ» всегда сопряжены с большим риском не только для бурового подрядчика, но и для недропользователя. Компании-недропользователи, как операторы, не могут самоустраняться от процесса строительства скважин, а должны быть главными действующими лицами от начала и до их заканчивания. Основной причиной риска является отсутствие ежедневного (24/7) контроля за процессом строительства и ремонта скважин. И риск (технологический и финансовый) растет с глубиной бурения в геометрической прогрессии. Особенно это очевидно при строительстве глубоких скважин. Подтверждением могут служить недавние примеры на месторождениях Каламкас и Комсомольское, когда неправильная система подготовки и организации процесса строительства и ремонта скважин привела к открытому пожару и людским жертвам.

Другим примером того, как неправильный подход недропользователя-оператора может загубить саму идею экономической привлекательности месторождения или отложить введение его в разработку на долгие годы, может быть недостаточное инженерное обоснование выбора конструкции горизонтальной секции скважины. Для многих месторождений кустовой метод бурения наклонных и горизонтальных скважин и организация добычи с куста является хорошей перспективой. В настоящее время разработка месторождения наклонно-направленными и горизонтальными скважинами получила дальнейшее распространение и успешно применяется на месторождениях Мангыстау и других регионов Казахстана. Наклонно-направленные и горизонтальные скважины бурятся с горизонтальным отходом 1000-2000-3000 м от устья и больше.

Главным недостатком при подготовке к бурению горизонтальных скважин является неправильный подход к выбору технологии освоения и заканчивания скважины. Неудачный опыт бурения горизонтальных скважин имеется по ряду месторождений, в том числе на газовом Шагырлы-Шомышты, где первый же отрицательный результат освоения горизонтальной скважины (из-за отсутствия установки гибких НКТ на скважине и недостаточный уровень подбора щелевого фильтра) привел к негативному мнению об экономичности горизонтальных скважин не только на этом месторождении. Детальное изучение должно уделяться параметрам продуктивного горизонта и только свойства коллектора должны диктовать выбор конструкции и технологии заканчивания горизонтальной секции скважины, будет ли это щелевой фильтр, открытый ствол, глухой хвостовик с пакерами для отсечения непродуктив-

ных участков и последующей перфорацией выбранных участков или другие методы.

Отличный пример есть на небольшом месторождении Шоба (Актюбинская обл.), разрабатываемого компанией Фалкон/КондорПетролеум. Здесь специалисты тщательно подошли к подготовке строительства скважины и применили систему контроля притока – ICS (Inflow Control System) в горизонтальной скважине. В пласт был спущен 4.1/2 дюймовый сетчатый хвостовик/фильтр FluxRite длиной около 300 м в сочетании с шестью набухающими пакерами, благодаря чему весь горизонтальный ствол был разделен на несколько участков. На каждом участке был установлен штуцер регулирования притока жидкости. При толщине коллектора всего 5 м и небольшой вертикальной глубине (750 м) удалось избавиться от притока воды, газа и песка и существенно увеличить дебит нефти.

***Предлагается несколько наиболее важных конкретных решений.***

1. Скважины (вертикальные и горизонтальные) глубиной более 2000 метров необходимо всегда бурить с использованием верхнего привода (top drive).

2. Повсеместно отказаться от контракта «под-ключ» при бурении скважин глубиной свыше 1000-2000 метров (вертикальных и горизонтальных). По мере освоения следующих уровней глубин, с рутинным преодолением встречающихся на этом пути проблем, глубина скважин для контрактов «под-ключ» может увеличиваться.

3. По контрактам с оплатой: а) по дневной операционной ставке, и б) по бурению метра проходки для скважин, всегда бурить скважины глубиной свыше 1000-2000 метров, закрепив наиболее существенные параграфы ответственности сторон: страховка, оплата, разделение предоставления услуг и другие.

4. Бурение всех без исключения горизонтальных скважин проводить с использованием буровых установок, оснащенных системой верхнего привода (top drive).

5. Каждому недропользователю предусмотреть бюджет на обучение персонала своих подрядчиков по бурению скважины для повышения качества исполнения процесса строительства скважины.

## О РАЗРАБОТКЕ

За последние двадцать лет нефтяная индустрия испытала несколько циклов роста и падения цен на нефть. Для определенного ряда стран, включая Казахстан, чья экономика сильно зависит от цен, данный тренд важен тем, что нужно быть готовым и становиться менее хрупким («антихрупким») к нестабильности и переменам. Всю нефтяную индустрию Казахстана можно разделить на две группы: большие проекты, как Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, и все остальные. Несмотря на то, что большая часть поступлений в бюджет приходится на вышеперечисленные три проекта, нельзя оставлять без внимания средние и мелкие компании, которые также несут налоговую и социальную нагрузку на уровне регионов. Как показывают последние шесть лет, с ноября 2014 по текущее время, цены на нефть могут упасть достаточно быстро, но рост и восстановление происходят медленно. В связи с этим компаниям-операторам приходится адаптироваться к влиянию мировых цен путем оптимизации капитальных и операционных затрат, включая ГРР, бурение, внедрение бизнес-процессов и технологий. В краткосрочном плане данный подход, возможно, оправдан, но в долгосрочном плане – скорее всего нет. Также не только в Казахстане,

но и во всем мире широко популяризуется внедрение концепции Цифрового или Умного месторождения (Digital/Smart Oilfield) и даже применения Искусственного интеллекта. Одними из причин применения этих современных («модных») технологий может быть сокращение операционных и капитальных затрат. Из практики цифровое месторождение может быть эффективным инструментом, базируясь на твердом фундаменте имеющихся баз данных, классических мировых подходов в разработке, в технологии добычи и др., а также в имеющихся инструментах по разработке и моделированию.

Другими словами, при наличии качественных данных по основным направлениям, как замеры дебитов по нефти, газу и воде, ГДИС, PVT, адаптированных на историю добычи, материальный баланс в комплексе с системным пониманием геологии пласта и др., вполне целесообразно внедрить систему учета данных по добыче на основе метода обратного распределения, учитывая физику процесса и инструменты по анализу разработки, такие как OFM (Oilfield Manager) [9].

Касательно качественных замеров дебитов скважин, хотелось бы отметить, что в основном на территории РК, за исключением трех-четырех компаний, используются Автоматические Групповые Замерные Установки (АГЗУ) для замера жидкости и газа. Даже, если идеально настроить АГЗУ с точки зрения КИП и загрузки входных данных, нужно понимать, что из-за физики процесса замера и свойств флюида есть определенные недостатки АГЗУ по замерам из-за эмульсии, пенообразования, алгоритма расчета обводненности, недостаточной сепарации при поступлении газа в жидкую фазу и наоборот. Часто компании-операторы, а иногда сервисные компании, при совместных работах сталкиваются с качеством замеров, таких как общий расход, определение дебитов нефти, воды и газа. Обычная практика включает в себя ежегодную перепроверку сервисными компаниями, которые специализируются на испытании скважин на стадии эксплуатации (production testing).

Не все компании прибегают к данным услугам из-за имеющихся операционных практик или сокращения расходов. Одним из решений получения качественных замеров может быть применение относительно «новой» технологии, как Мультифазный расходомер. При совместном командном подходе специалистов по внедрению, настройке и эксплуатации по добыче, разработке, КИП и сервисной компании МФР может быть достаточно надежным источником замеров. Из практики коэффициент обратного распределения был в диапазоне 0.97-1.05, что является достаточно хорошим показателем. Также МФР при правильном выборе технологии и калибровке в целом более точно определяют процент обводненности по сравнению с АГЗУ или единичными лабораторными данными. За период с 1992 по 2000 год, как показано на *рисунке 6*, наблюдается довольно большой рост применения МФР иностранными компаниями, которые очень хорошо умеют считать экономику и также сталкиваются с качеством замеров на своих месторождениях. Статистика говорит сама за себя, в 1992, 2000 и 2010 г. количество МФР установок в мире составило 6, 807 и 3400, соответственно [10].

Нужно понимать, что данные по дебитам участвуют в дальнейших расчетах, например, при интерпретации Гидродинамических Исследований Скважин (ГДИС). Дебит является одним из самых важных входных данных для определения параметра

kh, скин-фактора, коэффициента продуктивности и других характеристик коллектора зоны дренирования определенной скважины, которые дальше используются при составлении полной картины месторождения и планирования эксплуатации скважины. Стоит отметить, что ГДИС, помимо применения датчиков с хорошим разрешением, стандартизации и выбора одной единицы измерения давления для компании-недропользователя среди множества (кг/см$^2$, бар, атм, Мра, пси, кРа) и комплексного подхода к интерпретации, от условий геологии, каротажа открытого ствола, ГИС-К и др., требует более точных методов замера и систематичного хранения и обработки данных, в частности, при эксплуатации с ШГН и ЭЦН. Из практики КВУ в скважинах с ШГН в силу физики процесса точность расчета забойных давлений бывает зачастую сомнительной. Для компании-оператора это влечет простой скважины, затраты на исследования и получение отчета с неопределенными выводами. Несмотря на то, что на Западе, в частности, в США, где эксплуатация с ШГН доминирует, пытаются улучшить ГДИС с применением усовершенствованных эхолотов [11], сбора и анализа данных, вряд ли что-то может заменить прямой замер датчиком постоянного давления и температуры или автономным манометром.

Не всегда целесообразно технологически и экономически устанавливать датчик постоянного давления и температуры в низкодебитных и/или обводненных скважинах, но применение автономных манометров является практичным решением, несмотря на то, что информация получена только после извлечения внутрискважинного оборудования, что можно, например, совместить с текущим КРС. Для компаний, которые эксплуатируют скважины с ЭЦН, ТМС являются важными источниками информации, с помощью которых мы получаем долгосрочные данные по добыче, а также регистрируем случайные КВД, которые можно назвать "бесплатными ГДИС". Данные могут записываться с высокой частотой в течение значительных промежутков времени. Как хорошо сформулировано одними из лидеров в области ГДИС «Обратной стороной технологий является большой объем собранных данных, который может составлять сотни миллионов точек для одного датчика, что выходит далеко за пределы возможностей обработки сегодняшними наиболее быстрыми компьютерами. Существует несколько сложностей: обеспечение доступа и хранения исходных данных, фильтрация, перенос этих данных в соответствующий модуль анализа и, наконец, совместное использование фильтрованных данных и результатов анализа» [12]. Для таких проблем предлагаются комплексные решения, которые уже применяются в мире и могут применяться в РК для анализа работы скважины и в целом пласта.

Нельзя не отметить важность корректных PVT свойств не только при интерпретации ГДИС, ГИС-К. Как отметил один из мировых классиков по разработке месторождений Лоренс Дэйк: «Получение качественных данных по PVT свойствам флюидов должно стать начальным шагом при изучении любого нефтяного месторождения, поскольку PVT функции, позволяющие связать свойства на поверхности и в пласте, необходимы практически на любом шаге инжиниринга резервуаров: при вычислении запасов углеводородов, расчете зависимостей давления от глубины, прогнозе нефтеотдачи и проектировании наземных сооружений при обустройстве нефтяного промысла» [13]. В стране достаточно лабораторий, которые имеют современное оборудование для анализов.

*Рисунок 6* – **Статистика роста установок МФР в мире**

Фокус в первую очередь должен быть на получение репрезентативных глубинных и поверхностных проб с современными пробоотборниками с квалифицированным персоналом, способным валидировать (подтвердить) качество отбора и перегнать в специальные транспортировочные контейнеры для дальнейшей доставки в лабораторию. Компания, конечно, может сэкономить незначительную сумму, но масштаб важности решений, принятых на основе нерепрезентативных свойств, несоизмеримо превышает. Например, в последние несколько лет утилизация газа становится все более актуальной темой. Для корректного подбора Установки комплексной подготовки газа ГТЭС/ГПУ необходимо знать количество и композиционный состав газа. Если входные данные некорректны, компания может переоценить или наоборот недооценить пропускную способность и соответствие оборудования. Такие случаи известны в практике. Для инженеров-разработчиков, особенно тех, кто занимается моделированием и долгосрочным планированием и вовлечены в оценку запасов, вышеперечисленные дебиты, PVT и ГДИС свойства важны, например, в случае построения Материального баланса коллектора или Гидродинамической модели (ГДМ).

Гидродинамическая модель является, несомненно, важным и полезным инструментом для разработчиков. Но нужно помнить, что качественная модель требует всегда качественных входных данных, а также связанные затраты на программное обеспечение, персонал и обучение. В то же время материальный баланс требует меньше входных данных и всегда должен быть первым шагом, прежде чем строить гидродинамическую модель. Надежная модель матбаланса вместе с хорошим пониманием геологии может быть полезней, чем статистическая гидродинамическая модель для небольших месторождений. Еще в прошлом веке Лори Дэйк отметил: «В настоящее время применение концепции материального баланса становится все менее популярным, так как превалирует мнение, что подобные аналитические методы оценки свойств пласта можно с успехом заменить более современной методикой – численным имитационным моделированием. Если данная идея будет воспринята в полной мере, то в результате промысловые инженеры потеряют наиболее мощный инструмент для оперативного исследования и понимания поведения пласта. Кроме того, еще раз отметим, что при численном моделировании на этапе адаптации модели реальным данным зачастую наблюдается значительный элемент субъективности». Хотелось бы акцентировать, что по возможности ГДМ и матбаланс должны дополнять друг друга, как показано на *рисунке 7*.

Независимо, применяется ли только матбаланс или ГДМ, или оба инструмента, критически важно иметь надежную историю по накопленной добыче нефти, воды и газа. Помимо качества замеров, о чем было отмечено выше, необходимо иметь современный инструмент распределения продукции по соотношению к замеренным дебитам и базу данных по накопленной добыче каждой фазы. Также хотелось бы подчеркнуть, что в последние 20 лет в мире, как один из полезных инструментов при проектировании и разработке, выступает Интегрированное моделирование (ИМ), которое желательно применять на ранней стадии и которое дает возможность смоделировать систему добычи «Пласт-Скважина-Система сбора-УПН». Хорошим примером служит месторождение Тенгиз, где ИМ применяется для решения оперативных и стратегических задач [14]. Дополнительные выгоды ИМ, в частности, по ППД, по сравнению с использованием только ГДМ, хорошо известны [15].

Конечно, некоторые из вышеперечисленных инструментов могут потребовать желания, времени и поддержки со стороны высшего руководства компаний, что в среднесроч-

*Рисунок 7* **– Контраст между матбалансом и ГДМ при адаптации истории [13]**

ном и долгосрочном периодах должно окупиться. В краткосрочном же периоде, используя простые базовые практики с фокусом на технологию и интеграцию дисциплин, тоже можно добиться результатов. Как пример, на одном из месторождений для заложения скважин была использована геологическая модель (*рисунок 8*). Также были пересмотрены текущие практики при бурении и заканчивании, такие как изменение бурового раствора и жидкости заканчивания, перфорации на трубах с депрессией и т. д. Как результат, четыре пробуренных скважины (*рисунок 8*) давали от 35 до 41% от всей добычи месторождения. При этом основной фонд эксплуатировался фонтаном с ШГН и ЭЦН.

Как было отмечено выше, подготовка кадров является важным фактором для успеха компании. Исторически в СССР большая нагрузка легла на геологов, как на этапе разведки, так и на этапе разработки. Если проводить аналогию с современной мировой практикой, то геологи зачастую выполняли функции Инженеров по испытанию скважин, что включало ГДИС, отбор и анализ проб, анализ ГДИС, интерпретацию ГИС-К. Также исторически на них была возложена ответственность за заканчивание и эксплуатацию скважин. В мировой практике все эти дисциплины специализированы и, возможно, стоит готовить специалистов по направлениям.

***Таким образом, в данной работе рассмотрены две важнейшие составляющие апстрим (геологоразведка и добыча), в которых кратко отмечены наиболее актуальные с точки зрения авторов, вопросы. Решение возникающих проблем всегда за специалистами непосредственной каждодневной практики и теми, кто принимает решения. Наихудший вариант развития событий – это замалчивание проблем в надежде на то, что они сами по себе разрешатся. Для динамичного развития отрасли, а в ней заинтересованы все к ней причастные, необходима открытая дискуссия по всему спектру проблем, что может стать надежным гарантом ее движения в верном направлении.***

*Рисунок 8* – **Расположение добывающих скважин 1-4 в пределах оптимальных по развитию коллекторов сейсмических фаций на основе комплексных седиментологических исследований**

## ЛИТЕРАТУРА


1. Матлошинский Н.Г., Таскинбаев К.М., Матлошинский Р.Н. и др. Неантиклинальные ловушки надсолевого комплекса Прикаспийской впадины: поиски, оценка и перспективы. Нефть и газ. 2019;6 (114):51-68. [Matloshinskiy N.G., Taskinbayev K.M., Matloshinskiy R.N. Non-anticlinal traps of the post-salt complex of the Caspian Basin: search, assessment and prospects. Neft I Gas/Oil and Gas. 2019;6 (114):51-68 (In Russ.)]
2. Никитин Ю.И., Остапенко С.В., Щеглов В.Б. Новое направление геологоразведочных работ в Оренбургской области. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011;11:13-18. [Nikitin Y.I., Ostapenko S.V., Scheglov V.B. A new direction of geological exploration in the Orenburg region. Geologiya, Geopgysica I razrabotka neftianych I gazovych mestorozhdeniy. 2011;11:13-18 (In Russ.)]
3. Вилесов А.П., Чертина К.Н. Палеокарст, гидротермокарст и карстовые коллекторы франских рифов Рыбкинской группы. Георесурсы. 2020; Том 22 (№2):15-28. [Vilesov A.P., Chertina K.N. Paleokarst, hydrothermokarst and karst reservoirs of the Frasnian reefs of the Rybkin group. Georesursy. 2020;T22 (N2):15-28 (In Russ.)]
4. Вилесов А.П., Никитин Ю.И., Ахтямова И.Р., Широковских О.А. Франские рифы Рыбкинской группы: фациальное строение, этапы формирования, нефтеносность. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019;7:4-22. VilesovA.P., Nikitin Y.I., Achtiamova I.R., Schirokovskich O.A. Frasnian reefs of the Rybkin group: facies structure, stages of formation, oil-bearing capacity. Geologiya, Geopgysica I razrabotka neftianych I gazovych mestorozhdeniy. 2019;7:4-22 (In Russ.)]
5. Рыбальченко В. В. Газоносность и направления поисков залежей УВ в Юрской терригенной формации Восточного Устюрта. Автореф. Дисс. на соискание ученой степени к.г.-м.н. М.: ЗАО «Газпромзарубежгаз», 2012.
6. Матлошинский Н.Г., Адилбеков К.А. Углеводородные системы – основа стратегии успешных поисков месторождений нефти и газа (на примере Прикаспийской впадины). Нефть и газ. 2019;4 (112):32-46. [Matloshinskiy N.G., Adilbekov K.A. Hydrocarbon systems - the basis of the strategy for successful exploration of oil and gas fields (on the example of the Caspian basin). Neft I Gas/Oil and Gas. 2019; 4 (112):32-46 (In Russ.)]
7. Матлошинский Н.Г. О путях реализации перспектив нефтегазоносности бассейнов Республики Казахстан. Нефть и газ. 2019;5 (113):15-29. [Matloshinskiy N.G. On the ways of realizing the oil and gas potential of the basins of the Republic of Kazakhstan. Neft I Gas/Oil and Gas. 2019; 5 (113):15-29 (In Russ.)]
8. Матлошинский Н.Г. К вопросу о философии геологоразведочных работ на нефть и газ в современных условиях // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. Алматы: ОО «КОНГ»; 2015.
9. https://www.software.slb.com/products/ofm
10. Campbell John M., Multiphase Flow Measurement. What is it? www.petroskills.com. 2018.
11. McCoy J.N., Podio A.L., Dieter Becker Pressure Transient Digital Data Acquisition and Analysis from Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells. Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 18-20 March, Midland, Texas. 1992. DOI:https://doi.org/10.2118/23980-MS
12. Houze Oliver, Viturat Didier, Fjaere Ole S. (et multi all) The theory and practice of Pressure Transient Analysis, Rate Transient Analysis, Formation Testing, Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauges. KAPPA DDA Book. 2015;v.5.12 (ch. 16):601-623
13. Dake L.P., The Practice of Reservoir Engineering (Revised Edition), Developments in Petroleum Science. Volume 36. Amsterdam:Elsevier Science; 2001.
14. Самат Кабденов, Мирхат Айтказин, Саме Макари, Абзал Айтжанов и Крис Лейдло, Тенгизшевройл, 2013, Инструмент IPM для стратегических решений: Разные области применения IPM на сверхгигантском нефтяном месторождении Тенгиз, SPE 164863
15. Повышев К.И., Речкин М.Г., Перец Д.С., Валиев Р.М. НТЦ «Газпромнефти», 2018, Цифровое интегрированное моделирование в процессе управления заводнением, SPE