

УДК 681.518:622.276

МЕТОДИКА УЧЕТА РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ НЕДОСТАТКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

Курганов Дмитрий Владимирович,
kourganov@rambler.ru

Самарский государственный технический университет им. В.В. Куйбышева,
Россия, 443110, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244.

Актуальность работы связана с истощением и длительной разработкой существующих месторождений, при этом особую важность приобретает исследование малоизученных участков перспективной нефте- и газоносности. Зачастую предприятия нефтегазодобывающей отрасли сталкиваются с проблемами оценки потенциальных участков в условиях явного недостатка геолого-промысловой информации.

Целью работы является обоснование методики оценки проницаемости коллектора – одного из важнейших параметров, влияющих на прогнозирование дальнейшей разработки, при этом он же зачастую представляется и самым сложноопределяемым, особенно в условиях отсутствия промысловых исследований и разработки либо в силу имеющихся противоречий в промысловых данных.

Методы. Представлен новый подход для учета и систематизации имеющейся информации по определению проницаемости с одновременным использованием двух инструментов – известного вероятностного подхода к оценке запасов (P10/50/90) и терцилей распределения проницаемости. Комбинация этих подходов позволяет учесть проницаемость, полученную из разных источников – например, по результатам опробования или гидродинамических исследований вместе с данными, полученными в петрофизической модели.

Результатом работы является алгоритм, который позволяет комплексировать данные по проницаемости пластов, в том числе определенных недостаточно достоверно, существенно не вдаваясь в причины подобных расхождений. Существенным условием для применения метода в то же время является наличие статистически значимого количества данных, которое можно учесть, привлекая информацию по соседним месторождениям и прилегающим участкам. Также методику представляется возможным применить для определения некоторых других геологических параметров.

Ключевые слова:

Нефть, проницаемость, скважина, запасы, прогноз, вероятность, данные, гидродинамические исследования, петрофизическая модель.

Введение

Проблема определения проницаемости нефтегазонасыщенных пластов является чрезвычайно актуальной для добывающих предприятий и недропользователей, поскольку продуктивность скважин напрямую связана с проницаемостью [1]. Конечная нефтеотдача также существенно зависит от проницаемости [2]. Зачастую ее определение является недостоверным, как в силу сложного строения коллекторов, так и в силу неизбежных погрешностей замеров. Для слабоизученных участков недр на первое место выходят проблемы недостатка геолого-физической информации [3]. Учесть же всю информацию для оценки проницаемости месторождений на зрелой стадии не всегда возможно, поскольку петрофизические модели и результаты испытаний часто противоречат друг другу [4]. Далее на конкретном примере предлагается статистический подход, позволяющий учесть данные не только по интересующему участку, но также и по соседним площадям.

Объект исследования

В качестве примера далее рассматривается один из таких участков [5], расположенных в Западной Сибири (площадь около 40 тыс. км²). Рассматриваемая территория изучена крайне неравномерно. На части площади полностью отсутствуют сейсморазведочные работы и поисковое бурение. В зоне проведения исследований (территория+20 км) собраны данные по 61 поисково-оценочной и разведочной скважине (фактические дан-

ные). В оценке площади использовано 53 поисково-оценочные и разведочные скважины (исключены скважины без каротажа и недобуренные до баженновской свиты). В интервале неокома опробования проведены в 39 скважинах, в юрских отложениях – в 33 скважинах. В рассматриваемом районе (рис. 1) присутствует 121 нефтяное месторождение. Промышленный интерес на участке вызывают шельфовые (пласты АС, БС) и юрские (пласты Ю) отложения.

Большинство поисково-разведочных скважин было пробурено 30–50 лет назад, в период проведения в регионе широкомасштабных геологоразведочных работ. Исследования по ним либо не проводились, либо проводились по упрощенной технологии, не позволяющей определить ФЕС пластов (например, по многим скважинам приводятся лишь полученные притоки, без депрессий). Кроме этого, по многим скважинам получен приток воды без признаков нефтенасыщения, что предопределило отсутствие дальнейших исследований. Указанные обстоятельства крайне затрудняют оценку проницаемости пластов, особенно учитывая значительные расстояния между поисковыми скважинами.

Методика оценки надежности петрофизической информации, содержащейся в материалах, состоит в следующем:

- детальный анализ результатов исследования керна;
- анализ обоснованности по данным керна методов и алгоритмов интерпретации материалов ГИС;

- анализ объема и качества материалов ГИС;
- оценка использованных методов интерпретации каротажных данных и степени достоверности полученных результатов определения параметров пластов-коллекторов, используемых при подсчете запасов нефти.
- Традиционно в качестве источников определения проницаемости используются следующие: гидродинамические и керновые исследования, исследования различных зависимостей по данным ГИС [6–8]. Также можно отметить распространенную практику определения (уточнения) проницаемости по результатам адаптации фильтрационных моделей к фактической истории разработки месторождения [9]. В силу различных обстоятельств значения проницаемости, полученной из разных источников, зачастую противоречат друг другу. В качестве возможных причин можно отметить несовершенство замеров, осложненную пластовую среду, например, из-за двойной пористости [10, 11], недостоверную историю разработки. В межскважинном пространстве определение проницаемости обычно осуществляется с помощью интерполяции [12].
- В данном случае лишь по нескольким скважинам имеются ГДИ, которые удовлетворительно согласуются с проницаемостью из принятой петрофизической модели (рис. 2). По большинству скважин существует информация по дебитам и депрессиям, полученным при опробовании пластов. По нескольким скважинам имелись только результаты дебитов (без депрессий). Также несколь-

ко скважин освоить не удалось, приток по ним не был получен.

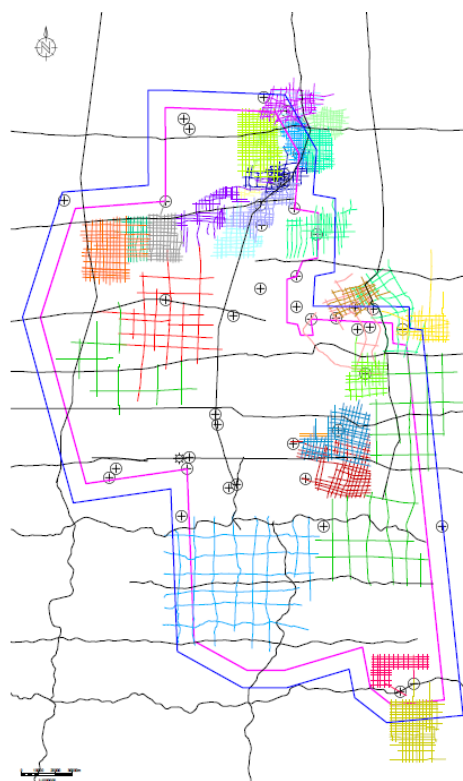


Рис. 1. Состояние изученности участка недр (сейсмопрофили и поисково-разведочные скважины)

Fig. 1. State of knowledge of the area (seismic profiles and exploration wells)

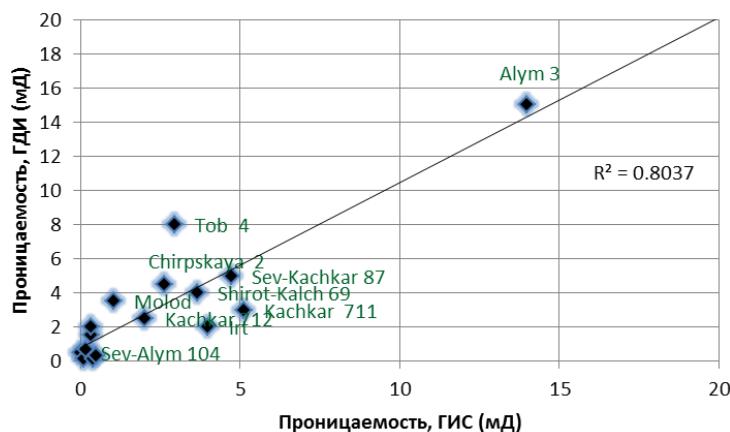


Рис. 2. Сопоставление проницаемости керн/ГИС по условным пластам шельфовых отложений (АС+ВС)

Fig. 2. Comparison of core/logging permeability for conditional layers of shelf deposits (AS+BS)

Методика исследования

Для скважин с фактическими притоками и депрессиями при расчете проницаемости использовалась известная формула Дарси для псевдоустановившегося режима притока жидкости к скважине [13]:

$$q_o = \frac{Kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{18,41\mu_0 B_0 \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S \right]}$$

где q_o – дебит жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$); K – проницаемость (мД) (эффективная проницаемость); h – эффективная мощность пласта (м); P_r – среднее пластовое давление (атм); P_{wf} – забойное давление (атм); μ_0 – вязкость жидкости (сПз) (в пластовых условиях); B_0 – объемный коэффициент жидкости ($\text{м}^3/\text{м}^3$); r_e – радиус дренирования (м); r_w – радиус скважины (м); S – скин.

В качестве h был взят интервал перфорации из испытаний, радиус дренирования принят 500 м (экспертно основываясь на том, что скважины разведоч-

ные), объемный коэффициент жидкости принят 1, т. к. по большинству испытаний получена вода, вязкость по ней также принята 1 сп, радиус скважины 0,07 м. Скин-фактор экспертно принят 1 в силу того, что испытания скважин проводились много лет назад, в то время технологии бурения и освоения скважин не позволяли добиться нулевого скин-фактора [13]. В случае отсутствия информации для расчета забойного давления использовались динамические уровни по скважинам.

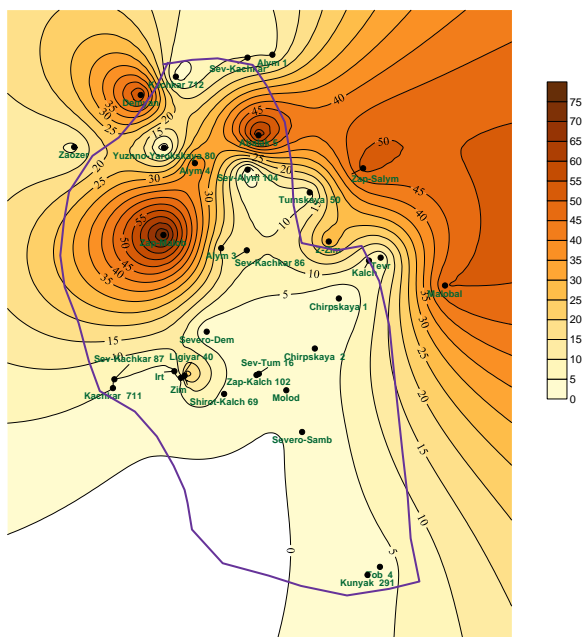


Рис. 3. Распределение проницаемости по условным пластам шельфовых отложений (АС+БС) для P50, мД
Fig. 3. Permeability distribution over conditional formations of shelf sediments (AS+BS) for P50, mD

Для анализа взяты скважины с результатами опробования и данными по депрессии, по ним рассчитана проницаемость (раздельно по шельфовым и юрским пластам [14]). Скважины взяты в пределах площади, а также ближайшие, примыкающие к контуру. По совокупности данных, полученных на соседних месторождениях и скважинах с рассчитанной проницаемостью получены медианные значения по условным пластам. Далее скважинам в пределах площади без данных о депрессии, но с притоком в результате испытаний присвоено медианное значение проницаемости. Скважинам без притоков присвоена нулевая проницаемость.

Полученные значения проницаемости в скважинах плохо согласуются с данными, полученными по петрофизической модели. По-видимому, это связано как с упрощениями, принятыми для расчета проницаемости по закону Дарси, так и с несовершенством петрофизической модели [15, 16], особенно принимая во внимание значительную площадь исследуемого участка.

Поскольку в данном случае использована вся имеющаяся информация, улучшить прогнозы по ФЕС не представляется возможным, равно как и уточнить

базу данных по опробованиям, которая, очевидно, содержит ошибки.

Таблица. Проницаемость по скважинам и участкам для расчета терцилей

Table. Permeability by wells and sections for calculating terzils

Площадь Location	Проницаемость, мД Permeability, mD	Среднее значение терциля проницаемо- сти, мД (вероятность) Average value of terzile, mD (probability)	
Чирпская 1/Chirpskaya 1	0,01	0,95	<-P90 (S _h)
Сев-Тюм 16/Sev-Tum 16	0,12		
Сев-Алум 104 Sev-Alum 104	0,17		
Южно-Ярокская 80 Yuzhno-Yarokskaya 80	0,32		
Зап-Кальч 102 Zap-Kalch 102	0,34		
Северо-Дем Severo-Dem	0,40		
Северо-Самб Severo-Samb	0,49		
Молод/Molod	1,03		
Качкар 712/Kachkar 712	2,01		
Чирпская 2/Chirpskaya 2	2,63		
Тоб 4/Tob 4	2,97	5,76	<-P50 (S _m)
Куньяк 291/Kunyak 291	3,38		
Широт-Кальч 69 Shirot-Kalch 69	3,66		
Лигияр 40/Ligiya 40	3,96		
Ирт/Irt	4,00		
Сев-Качкар 87 Sev-Kachkar 87	4,72		
Качкар 711/Kachkar 711	5,12		
Кальч/Kalch	8,00		
Тевр/Tevr	5,50		
Тюмская 50 Tyumskaya 50	7,27		
Заозер/Zaozer	8,52	39,03	<-P10 (S _i)
Алум 1/Alum 1	9,20		
Сев-Качкар Sev-Kachkar	10,00		
Сев-Качкар 86 Sev-Kachkar 86	12,00		
Алум 3/Alum 3	13,99		
Зим/Zim	24,00		
З-Зим/Z-Zim	29,00		
Алум 4/Alum 4	40,26		
Малобал/Malobal	50,00		
Зап-Салым/Zap-Salym	52,00		
Демьян/Demyan	57,00		
Абалак 5/Abalak 5	65,11		
Зап-Малоб/Zap-Malob	76,00		

Выходом в данной ситуации может служить применение известной методики SPE-PRMS для оценки запасов [17]. Основным ее допущением является признание того факта, что любому прогнозу добычи нефти (динамике дебита, полноте извлечения) свойственна неопределенность. А в условиях неопределенности методически верно спрогнозировать не единственный конкретный результат будущей деятельности, а возможный диапазон результатов и соответствующие вероятности их реализации.

Неопределенность, присущая любым прогнозам добычи углеводородов, выражается в существовании риска (или вероятности) того, что прогнозы подтвердятся или не подтвердятся в будущем и если не подтвердятся, то насколько. Система SPE-PRMS, в частности, позволяет отнести оцененные извлекаемые количества нефти и газа к категориям, характеризующимся различной степенью неопределенности: доказанная, вероятная и возможная (Proved, Probable и Possible), соответственно. Упрощенно определения этих категорий, данных в SPE-PRMS, можно трактовать следующим образом:

- Оцененный объем доказанных запасов имеет вероятность извлечения не менее 90 %. Оценку по категории «доказанная» называют «минимальной оценкой» и обозначают как 1P.
- Оцененный вероятный объем запасов занимает промежуточное положение по шкале обоснованности; существует одинаковая вероятность (50 %) того, что фактический объем добычи будет больше или меньше суммы оцененных доказанных и вероятных объемов. Суммарную оценку по категориям «доказанная» и «вероятная» принято называть «наилучшей оценкой» и обозначать как 2P.
- Оцененный объем категории «возможная» характеризуется наименьшей вероятностью извлечения; вероятность того, что фактический объем добычи будет равен или превысит сумму оцененных доказанных, вероятных и возможных объемов, должна составлять не менее 10 %. Оценку по сумме категорий «доказанная», «вероятная» и «возможная» принято называть «максимальной оценкой» и обозначать как 3P.

Концепция отнесения геологических объемов углеводородов к той или иной категории строится в SPE-PRMS на понятии единичной области дренирования. Она предполагает выявление скважин, которые при опробовании или в процессе эксплуатации дали промышленные притоки нефти, и их использование в качестве исходной точки при построении ячеек дренирования, содержащей доказанные геологические объемы нефти. Далее в качестве доказанных также принимаются ближайшие примыкающие к ней ячейки дренирования. Согласно рекомендациям SPE-PRMS, если имеются обоснованные данные о выдержанности продуктивного пласта, то следующие примыкающие ячейки классифицируются как содержащие вероятные объемы нефти, а ячейки за их пределами – возможные. При этом размер ячеек определяется на основе плотности сетки разбуривания анализируемого объекта. Отметим, что сходный подход реализован и в действующей российской классификации запасов углеводородов.

В рамках оценки обоснованности прогнозных профилей добычи нефти, кроме достоверности величин начальных геологических запасов, большое значение имеет достоверность представлений о фильтрационных свойствах пласта коллектора, поскольку они определяют продуктивность будущих эксплуатационных скважин, их необходимое количество и накопленный отбор нефти. Другими словами, продуктив-

ность (возможный дебит) проектных скважин во многом формирует конечную эффективность проекта. Проницаемость является основным параметром, влияющим на продуктивность.

Согласно принципам системы SPE-PRMS, для участка была выполнена оценка прогнозной продуктивности скважин и профилей добычи нефти, которые характеризуются разной вероятностью реализации, а именно: доказанная (наименьшая оценка, 1P), доказанная+вероятная (наилучшая оценка, 2P), доказанная+вероятная+возможная (наибольшая оценка, 3P).

В качестве доказанного (сценарий 1P) принимался прогнозный профиль добычи нефти, построенный исходя из: а) результатов добычи, опробования и испытания скважин, освоенных на анализируемые эксплуатационные объекты; б) обосновано (наиболее уверенно) ожидаемой минимальной величины нефтеотдачи при внедрении той технологии разработки, которая планируется в финансово-экономической модели компании; в) календарных планов компании по вводу эксплуатационных скважин в работу на рассматриваемую перспективу.

Профиль добычи по сценарию 2P основывался на более оптимистичных (наиболее вероятных) предположениях относительно режима работы залежей и эффективности планируемой системы разработки, чем в доказанном варианте.

Профиль, заложенный в прогнозы компании, согласно которому за прогнозный период ожидается извлечение наибольшего объема нефти, рассматривается как максимальный (сценарий 3P).

Согласно классификации SPE-PRMS, прогноз добычи из скважин, бурение которых планируется на доказанные геологические объемы нефти, относится к доказанной категории. В свою очередь, прогнозы добычи из скважин, буримых на вероятные и возможные объемы, будут относиться к вероятной и возможной, но не доказанной категориям. После разделения существующего и проектного фонда добывающих скважин на категории согласно их положению на геологических картах объектов, подготавливаются отдельные прогнозы добычи по соответствующим категориям.

Необходимо напомнить, что согласно SPE-PRMS, к вероятной и возможной категориям относятся ожидаемые объемы добычи не только их скважин на вероятной и возможной площади залежей, но и дополнительные прогнозные объемы добычи их скважин на доказанной площади, которые оцениваются при допущениях и сценариях прогноза, более оптимистичных, чем принятых для доказанной категории. Аналогично скважинам на вероятной площади приписывают дополнительные прогнозные возможные объемы добычи. В итоге при использовании данного подхода скважинам на территории с доказанным объемом нефти в пласте приписываются три вероятностных сценария (прогноза) добычи: доказанный, Вероятный и Возможный. Скважинам на территории с вероятным объемом нефти в пласте – два вероятных сценария – вероятный и возможный, а на территории с Возможным объемом нефти в пласте – только один – возможный сценарий прогноза.

Результаты

Обозначим далее D – проницаемость, полученную из результатов опробования; P – проницаемость, полученную по петрофизической модели.

В таблице приведены проницаемости по соседним месторождениям и скважинам, вскрывшим разновозрастные отложения, примыкающие к исследуемому участку. Разделив далее массив на три терциля, обозначим S_h – верхний терциль проницаемости, полученный по всем значениям из соседних месторождений и скважин; S_m – средний, S_l – соответственно нижний терциль проницаемости.

Для расчета кривых добычи по категории P90 предлагается медианное значение проницаемости по скважинам, имеющим притоки, присвоить:

- для возможного варианта – $\max(D, P, S_h)$;
- для вероятного варианта – среднее (D, P, S_m) ;
- для доказанного варианта – $\min(D, P, S_l)$.

Для расчета кривых добычи по категории P50 предлагается медианное значение проницаемости по скважинам, имеющим притоки, присвоить:

- для возможного варианта – $\max(D, P, S_h)$;
- для вероятного варианта – среднее (D, P, S_m) .

Для расчета кривых добычи по категории P10 предлагается медианное значение проницаемости по скважинам, имеющим притоки, присвоить:

- для возможного варианта – $\max(D, P, S_h)$.

В качестве примера на рис. 3 приведены распределения проницаемости, полученные по описанной методике для категории P50 по шельфовым отложениям.

Заключение

Описанная методика определения проницаемости, обладая понятийной логикой, позволяет комплексировать как результаты испытаний скважин, так и данные по месторождениям, как в пределах участка, так и в непосредственной близости, в областях и блоках, примыкающих к границам [18,19]. Следует отметить, что подобный подход, связанный одновременно с методикой PRMS и статистикой, можно распространить и на некоторые другие пластовые параметры, традиционно определяемые со слабой степенью достоверности [20].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Курганов Д.В. О численном решении одной задачи минимизации в моделировании пластовых систем // Сибирский журнал индустриальной математики. – 2003. – Т. 6. – № 1. – С. 51–59.
2. Курганов Д.В. Об одном методе классификации коллекторов для расчета конечной нефтеотдачи // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2020. – Т. 22. – № 5. – С. 106–113.
3. Зейман Ю.В., Токарева Н.М. Анализ и регулирование разработки нефтяного месторождения с целью достижения потенциальной нефтеотдачи // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 81–99.
4. Силайчева В.А. Прогнозирование значения проницаемости по совокупности данных гидродинамических и геолого-геофизических исследований (на примере батырбайского месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11. – № 3. – С. 26–29.
5. Бембель С.Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 215 с.
6. Permeability evaluation in low permeability reservoirs based on multifractal characteristics of NMR logs / Z. Jiang, J. Mao, Y. Fu, D. Shi, G Wang., J. Li // European Association of Geoscientists & Engineers, Conference Proceedings, 81st EAGE Conference and Exhibition. – New-York, June 2019. – P. 1–5.
7. Al-Ibadi H., Al-Jawad S.N. Permeability evaluation of carbonate reservoir using hydraulic unit analysis: case study from Middle East Region // European Association of Geoscientists & Engineers, Conference Proceedings, 82nd EAGE Annual Conference & Exhibition Workshop Programme. – Abu-Dhabi, December 2020. – P. 1–10.
8. Permeability evaluation in heterogeneous formations using geophysical well logs and geological interpretations / S. Ameri, D. Molnar, S. Mohaghegh, K. Aminian // Society of Petroleum Engineers. – 1993. – V. 1. – P. 31–39. URL: <https://www.yumpu.com/en/document/read/36819035/permeability-evaluation-in-heterogeneous-formations-using-> (дата обращения 15.05.2021).
9. Курганов Д.В. Расчет эффекта от перевода добывающей нефтяной скважины в нагнетательный фонд в рамках управ-

- ления разработкой нефтяным месторождением // Управление большими системами. – 2019. – Вып. 81. – С. 147–167.
10. Under stress permeability determination of the Meuse/Haute-Marne mudstone / S. Escoffier, F. Homand, A. Giraud, N. Hoteit, Su. Kun // Engineering Geology. – 2005. – V. 81 (3). – P. 329–340.
11. Губайдуллин Д.А., Никифоров А.И., Садовников Р.В. Идентификация тензоров коэффициентов проницаемости неоднородного анизотропного трещиновато-пористого пласта // Вычислительная механика сплошных сред. – 2011. – Т. 4. – № 4. – С. 11–19.
12. Демьянов В.В., Савельева Е.А. Геостатистика: теория и практика. – М.: Наука, 2010. – 327 с.
13. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В. Определение продуктивности сложнопостроенных коллекторов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 47–52.
14. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. Закономерности размещения нефти и газа в Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1001–1012.
15. Dullien F.L. Porous media, fluid transport and pore structure. 2nd ed. – San Diego: Academic Press Inc., 2012. – 598 p.
16. Breyse D., Gérard B. Modelling of permeability in cement-based materials: P. 1. Uncracked medium // Cement and Concrete Research. – 1997. – V. 27 (5). – P. 761–775.
17. Guidelines for application of the petroleum resources management system. – Houston, 2018. – 61 p. URL: https://www.spe.org/media/filer_public/ab/fdabf524-ceac-4db5-ba53-672c33b44069/prmgmtsystem_v101_rus_final_v102.pdf (дата обращения 11.01.2021).
18. Pal L., Joyce M.P.D., Fleming A. Simple method for calculation of the permeability coefficient of porous media // TAPPI journal. – 2015. – V. 5. – № 9. – P. 10–16.
19. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика. – М.: Физматлит, 2006. – 628 с.
20. Курганов Д.В. Об одном методе классификации нефтяного месторождения с использованием комплекса геолого-промышленных данных и машинного обучения // Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Информационные технологии. – 2020. – Т. 18. – № 1. – С. 27–35.

Поступила 30.12.2020 г.

Информация об авторах

Курганов Д.В., кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Самарского государственного технического университета им. В.В. Куйбышева.

UDC 681.518:622.276

METHOD OF ACCOUNTING DIFFERENT SOURCES FOR PERMEABILITY ESTIMATION UNDER LACK OF GEOLOGICAL AND FIELD INFORMATION

Dmitri V. Kurganov,
Kourganov@rambler.ru

Samara State Technical University,
244, Molodogvardeiskaya street, Samara, 443110, Russia.

The relevance of the work is associated with the depletion and long-term development of existing fields, while the study of poorly explored areas of promising oil and gas content is of particular importance. Often, companies in the oil and gas industry meet the problems in assessing potential sites in the face of a clear lack of geological information.

The main aim of the research is prediction of the reservoir permeability – one of the most important parameters influencing the prediction of further development while it is often the most difficult to determine, especially in the absence of field research and development, or due to existing contradictions in the field data.

Methods. The paper presents the accurate method for accounting and systematization of the available information on permeability estimation with the simultaneous use of two tools – the well-known probabilistic approach to estimating reserves (P10/50/90), as well as the one with the use of terziles. The combination of these approaches allows one to take into account the permeability obtained from different sources – for example, from the well test together with data obtained in the petrophysical model. It is well known, in cases of complex reservoirs, data from different sources may contradict each other.

Results. The specified algorithm allows integrating the data on the permeability of reservoirs, including the data determined not sufficiently reliably, without significantly going into the reasons for such discrepancies. At the same time, an essential condition for applying the method is the presence of a statistically significant amount of data, which can be taken into account by using information on neighboring fields and adjacent areas. It also seems possible to generalize the method to the determination of some other geological parameters.

Key words:

Oil, permeability, well, reserves, forecast, probability, data, welltest, petrophysical model.

REFERENCES

- Kurganov D.V. *O chislenom reshenii odnoy zadachi minimizatsii v modelirovanii plastovykh sistem* [On the numerical solution of one minimization problem in modeling reservoir systems]. *Sib. Zh. Ind. Mat.*, 2003, vol. 6, no. 1, pp. 51–59.
- Kurganov D.V. [Oil reservoir classification for ultimate oil recovery estimation by means of machine learning. *Izvestia of Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*, 2020, vol. 22, no. 5, pp. 106–113. In Rus.
- Zeigman Yu.V., Tokareva N.M. Analysis and regulation of oil field development in order to achieve potential oil recovery. *Neftegazovoe delo*, 2012, no. 1, pp. 81–99. In Rus.
- Silaicheva V.A. Forecasting the value of permeability based on the totality of hydrodynamic and geological-geophysical research data (using the example of the Batyrbay field). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2012, vol. 11, no. 3, pp. 26–29. In Rus.
- Bembel S.R. *Geologia i kartirovanie osobennostei stroeniya mestorozhdeniy nefii i gaza Zapadnoy Sibiri* [Geology and mapping of Western Siberia oil and gas deposits]. Tyumen, TIU publ., 2016. 215 p.
- Jiang Z., Mao J., Fu Y., Shi D., Wang G., Li J. Permeability evaluation in low permeability reservoirs based on multifractal characteristics of NMR logs. *European Association of Geoscientists & Engineers, Conference Proceedings, 81st EAGE Conference and Exhibition*. New-York, June 2019. pp. 1–5.
- Al-Ibadi H., Al-Jawad S.N. Permeability evaluation of carbonate reservoir using hydraulic unit analysis: case study from Middle East Region. *European Association of Geoscientists & Engineers, Conference Proceedings, 82nd EAGE Annual Conference & Exhibition Workshop Programme*. Abu-Dhabi, December 2020. pp. 1–10.
- Ameri S., Molnar D., Mohaghegh S., Aminian K. Permeability evaluation in heterogeneous formations using geophysical well logs and geological interpretations. *Society of Petroleum Engineers*, 1993, vol. 1, pp. 31–39. Available at: <https://www.yumpu.com/en/document/read/36819035/permeability-evaluation-in-heterogeneous-formations-using> (accessed 15 May 2021).
- Kourganov D. Calculation of additional oil production after well's conversion to injector in oil reservoir management. *Large-Scale Systems Control*, 2019, vol. 81, pp. 147–167. In Rus.
- Escoffier S., Homand F., Giraud A., Hoteit N., Kun Su. Under stress permeability determination of the Meuse/Haute-Marne mudstone. *Engineering Geology*, 2005, vol. 81 (3), pp. 329–340.
- Gubaidullin D., Nikiforov A.I., Sadovnikov R. *Identifikatsiya tenzorov koeffitsiyentov pronitsayemosti neodnorodnogo anizotropnogo treshchinovato-poristogo plasta* [Identification of permeability tensors of a heterogeneous anisotropic fractured porous reservoir]. *Computational continuum mechanics*, 2011. Vol. 4, no. 4, pp. 11–19. In Rus.
- Demyanov V.V., Savelyeva E.A. *Geostatistika: teoriya i praktika* [Geostatistics: theory and practice]. Moscow, Nauka Publ., 2010. 327 p.
- Panikarovskiy E.V., Panikarovskiy V.V. Determination of productivity of reservoirs with a complex structure. *Oil and Gas Studies*, 2011, no. 3, pp. 47–52. In Rus.
- Brekhtunsov A.M., Monastirev B.V., Nesterov I.I. (Jr.). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 1001–1012. In Rus.
- Dullien F.L. *Porous media, fluid transport and pore structure*. 2nd ed. San Diego, Academic Press Inc., 2012. 598 p.
- Breyse D., Gérard B. Modelling of permeability in cement-based materials. P. 1. Uncracked medium. *Cement and Concrete Research*, 1997, vol. 27 (5), pp. 761–775.
- Guidelines for application of the petroleum resources management system*. Houston, 2018. 61 p. Available at: https://www.spe.org/media/filer_public/fd/ab/fdabf524-ceac-4db5-ba53-672c33b44069/pmgmtsystem_v101_rus_final_v102.pdf (accessed 11 January 2021).
- Pal L., Joyce M.P.D., Fleming A. Simple method for calculation of the permeability coefficient of porous media. *TAPPI journal*, 2015, vol. 5, no. 9, pp. 10–16.
- Kobzar A.I. *Prikladnaya matematicheskaya statistika* [Applied Mathematical Statistics]. Moscow, Fizmatlit Publ., 2006. 628 p.
- Kurganov D.V. On one method of classifying an oil field using a complex of geological field data and machine learning. *Novosibirsk State University Journal of Information Technologies*, 2020, vol. 18, no. 1, pp. 27–35. In Rus.

Received: 30 December 2020.

Information about the authors

Dmitri V. Kurganov, Cand. Sc., associated professor, Samara State Technical University.